

ОЦЕНКА КОНЕЧНОЙ ГАЗООТДАЧИ ТЕРРИГЕННЫХ КОЛЛЕКТОРОВ ПО МЕСТОРОЖДЕНИЯМ РОССИИ, АЗЕРБАЙДЖАНА И УЗБЕКИСТАНА

И.П. Бурлуцкая
В.А. Гричаников
А.В. Овчинников

*Белгородский государственный
национальный исследовательский
университет*

*Россия, 308015,
г. Белгород, ул. Победы, 85*

E-mail: burlutskaya@bsu.edu.ru

В статье рассмотрены причины неполного извлечения газа из залежей месторождений Западной Сибири, Азербайджана и Узбекистана при совместной эксплуатации объектов с различными фильтрационно-ёмкостными свойствами (ФЕС). Отмечено значительное влияние на величину коэффициентов газо- и конденсатоотдачи низких ФЕС терригенных пород продуктивных пластов и пачек. Сопоставлены результаты анализа разработки и достижения конечной величины газоотдачи продуктивных пластов по месторождениям России, Азербайджана и Узбекистана, приуроченных к терригенным коллекторам.

Ключевые слова: конечная газоотдача, терригенные коллекторы, метод падения давления (МПД), фильтрационно-ёмкостные свойства (ФЕС), оценка извлекаемых объёмов газа и газоконденсата.

Наиболее ранние на территории СНГ упоминания о неполном извлечении газа из газовых и газоконденсатных залежей относятся к 70-м годам прошлого века в связи с выработкой газовых месторождений Медвежье и Уренгой на севере Западной Сибири, на которых запасы, подсчитанные методом падения давления (МПД) оказались на 20-25 % меньше, чем подсчитанные объёмным методом.

Оба месторождения представляют собой газовые залежи, приуроченные к мощной (до 600 м) толще переслаивания песчаников и глин сеноманского возраста. Песчаники грубо-, крупно-, среднезернистые, высокопористые ($K_{п} > 27-28\%$), неглинистые, хорошо проницаемые ($K_{пр.ср.} \approx 300-500$ млрд).

Расхождения между МПД и объёмным методами были отнесены к ошибкам объёмного метода за счёт несовершенного определения площадей залежей, положения газо-водяных контактов (геометризация залежей) и т.д.

Это привело к тому, что по целому ряду крупнейших месторождений Западной Сибири, по которым запасы газа в ГКЗ утверждались поэтапно, в том числе и в процессе разработки, метод МПД был принят основным при подсчёте запасов.

Однако, по мере увеличения количества эксплуатационных скважин, увеличения объёма геолого-географической и геолого-промышленной информации и повышения точности определения параметров, входящих в формулу подсчёта запасов объёмным методом, расхождения между МПД и объёмным методом оставались практически в тех же пределах, снизившись по отдельным залежам до 10-15%.

Особенно существенными эти расхождения были на месторождении Медвежье, где они достигали 30-40%. Вопрос эффективности принятой системы разработки также обсуждался.

Но когда практически вся площадь месторождения была покрыта эксплуатационным бурением, гидропрослушивание показало, что между эксплуатационными скважинами отсутствуют участки, не вовлечённые в дренирование. Поэтому на коллегии «Газпрома» (Россия) было решено разобраться с этой ситуацией на месторождении Медвежье [1, 2].

В результате анализа данных геофизических исследований скважин (ГИС), керна, промысловых исследований и результатов разработки было установлено, что не все газонасыщенные породы вступают в эксплуатацию после их вскрытия. Несмотря на то, что нижние кондиционные пределы составляют $K_{п} = 27-28\%$, $K_{г} = 47-50\%$, не все пласты, коллекторские свойства которых выше граничных, отдадут газ в скважину.

В результате анализа геолого-геофизических материалов была установлена корреляционная связь между вероятностью работы пласта и его газонасыщенностью, которая для месторождения Медвежье описывается уравнением:

$$P_p = 0,0205K_r - 0,9663 \quad (1.1)$$

С учётом оценки вероятности работы каждого пласта была составлена таблица, отражающая суммарную газоотдачу пластов с различными фильтрационно-ёмкостными свойствами (ФЕС), учитывая, что между коэффициентами пористости и газонасыщенностью существует корреляционная связь (табл. 1).

Таблица 1

Прогнозные коэффициенты газоотдачи по газонасыщенным коллекторам месторождения Медвежье

Вероятность работы пласта, P_p	Параметры пласта				Коэффициент извлечения газа, η_r	Литологическая характеристика
	K_p , %	K_r	$K_{об}$	$K_{пр}$, млрд		
0.95-0.90	39	0.93	0.07	>1000	0.95	Рыхлые, грубозернистые песчаники
0.90-0.85	38	0.90	0.10	700-1000	0.95	Рыхлые, грубозернистые песчаники
0.85-0.80	37	0.88	0.12	500-700	0.90	Рыхлые, грубозернистые песчаники
0.80-0.75	36	0.83	0.17	300-500	0.80	Грубозернистые, слабосцементированные песчаники
0.75-0.70	35	0.80	0.20	100-300	0.75	Грубозернистые, слабосцементированные песчаники
0.70-0.65	34	0.75	0.25	50-100	0.65	Разно-, средне-, мелкозернистые цементированные песчаники
0.65-0.60	33	0.70	0.30	10-50	0.60	Средне- и мелкозернистые уплотнённые песчаники
0.60-0.55	31	0.65	0.35	5-10	0.55	Средне- и мелкозернистые уплотнённые песчаники
0.55-0.50	30	0.60	0.40	1-5	0.45	Мелкозернистые плотные песчанки
<0.50	29	0.50	0.50	0.1-1	0.30	Мелкозернистые плотные песчанки
Среднее значение	36	0.78	0.22	100	0.75	

Причиной же не вовлечения пластов с ухудшенными ФЕС в разработку скорее всего является совместная эксплуатация объектов с разными ФЕС.

В работе [3-5] приведены данные по результатам разработки 9 газовых залежей месторождений Зыря, Калмас, Карадаг, Локбатан, Банка Южная.

Республика Азербайджан:

- месторождение Зыря, залежь в свите КС (красноцветная свита), плиоценового возраста (N2), сложенная переслаиванием песчано-алевритовых и глинистых пород; песчаники от грубо- до мелкозернистых, местами глинистые, изменчивые по ФЕС с уменьшением пористости и проницаемости по мере уменьшения зернистости и увеличения глинистости;

- месторождение Калмас (I горизонт), Карадаг (VII горизонт), залежи в которых приурочены к отложениям «апшеронской фации» (палиоцен-олигоцен), сложенной пачками песчаников, разделёнными пачками глин; песчаники хорошо отсортированные, кварцевые с высокими значениями пористости ($K_p > 25\%$) и проницаемости ($K_{пр} > 100$ млрд);

- месторождения Зыря, Карадаг, Банка Южная залежи в ПК (подкрасноцветная свита) миоцен – нижнеплиоценового возраста (N₁₋₂), сложенная монотонным пере-

слаиванием песчано-алевролитовых и глинистых пород; песчаники средне- и мелкозернистые, глинистые с резко изменчивыми коллекторскими свойствами;

- Банка Южная, залежи в НКП (надкрасноцветная свита) и в VI горизонте КС (плиоцен-олигоцен), приуроченные к пачкам глинистых мелкозернистых песчаников с резко изменчивыми ФЕС.

Эти залежи практически выработаны. В таблице 2 представлены величины конечной газоотдачи пластов по этим залежам.

Таблица 2

Коэффициенты конечной газоотдачи пластов по выработанным залежам Республики Азербайджан

Месторождение	Продуктивная свита, горизонт	Литологическая характеристика	Коэффициент извлечения газа, η_r
Калмас	I горизонт, апшеронская фация, VII горизонт	Хорошо отсортированные кварцевые пески и песчаники с высокими ФЕС	0.95
Зыря	КС	Разно-, грубозернистые, неглинистые или слабоглинистые песчаники с изменчивыми ФЕС	0.90
Карадаг	апшеронская фация, VII горизонт	Хорошо отсортированные кварцевые песчаники	0.85
Карадаг, Зыря, Банка Южная	ПК	Мелкозернистые глинистые песчаники	<u>0.60-0.80</u> 0.70
Банка Южная	НКП	Средне- и мелкозернистые песчаники, глинистые с резко изменчивыми ФЕС	0.70
Банка Южная	КС, VI горизонт	Мелкозернистые глинистые песчаники	0.60

Все перечисленные выше залежи принадлежат одной продуктивной толще – олигоцен-плиоценовым песчано-глинистым отложениям, представленным чередованием пачек песчаников и глинистых покрышек, мощностью до 4000 м (месторождения Зыря и др.). В этой толще в верхней части на отдельных участках выделяется «апшеронская фация», сложенная чистыми, хорошо отсортированными песками и песчаниками с высокими ФЕС ($K_{п} > 25\%$, $K_{пр} > 100$ млрд, $K_{об} < 0,1$), в которых выделены различные промысловые горизонты.

Начиная с 2000 года Устюртский регион Узбекистана становится основным источником прироста запасов газа. За последние 7-8 лет здесь открыт ряд месторождений (Восточный Бердах, Сургиль, Шыгырлык), которые по запасам относятся к категории крупных. Кроме того, в этом регионе с 1990 г. Ведётся разработка Ургинского месторождения, которая по всем показателям, вступила в позднюю стадию [6-9].

Именно результаты разработки этого месторождения и послужили основанием для того, чтобы поднять вопрос о коэффициенте извлечения газа из залежей, приуроченных к терригенным юрским коллекторам Устюртского региона.

Месторождение Урга открыто в 1990 году в процессе проводившихся в 1986-1996 гг. поисково разведочных работ. В общей сложности на месторождении пробурено 11 поисковых и разведочных скважин.

Месторождение многопластовое; газомещающими являются терригенные коллекторы верхнеюрского возраста. Газоконденсатные залежи этого месторождения приурочены к верхнеюрским терригенным коллекторам пористостью 13-25%, проницаемостью 1-100 мд, остаточной водонасыщенностью 0.15-0.35. Продуктивные горизонты ($J_1^1, J_1^2, J_1^{2a}, J_1^3, J_1^5, J_1^6, J_1^7$) представлены пачками песчаников разделённых глинистыми слоями, которые являются флюидоупорами, обеспечивающими изоляцию залежей. Песчаники мелко- и разнозернистые, глинистые, аллювиально-



делювиального генезиса, с резкой изменчивостью фильтрационно-ёмкостных свойств по площади и разрезу [6-9].

На базе, полученной в процессе поисково-разведочных работ геолого-геофизической информации ОМП (ПЗ) ГГП «Узбекгеофизика» были подсчитаны остаточные запасы газа, конденсата и сопутствующих компонентов по состоянию изученности месторождения на 01.09.96 г., (месторождение было введено в опытно-промышленную эксплуатацию в августе 1995 года). На утверждение ГКЗ Республики Узбекистан были представлены запасы газа, конденсата и сопутствующих компонентов категорий C_1 и C_2 в следующих количествах:

газа (сырого/сухого) – 40557/40357 и 6109/6079 млн. м³;

конденсата (баланс./извлек.) – 905/803 и 136/121 тыс. т;

бутанов – 589 и 151 тыс. т;

пропана – 1248 и 319 тыс. т;

этана – 3027 и 775 тыс. т.

ГКЗ Республики Узбекистан в своём протоколе отметила, что газоконденсатное месторождение Урга характеризуется весьма сложным геологическим строением из-за неравномерного распространения по площади и разрезу коллекторов, представленных плохо коррелируемыми между собой телами песчаников мощностью от долей до 20 м, преимущественным распространением тонких пропластков и линз, большинство из которых характеризуется ограниченной площадью развития и разобщённостью по разрезу большими интервалами залегания пород неколекторов. Залежи газа, приуроченные к выделенным подсчётным объектам, структурно-литологические. При этом, в подсчётные объекты в ряде случаев объединены группы пропластков и линз литологически и гидродинамически разобщённые между собой.

Исключительная сложность строения месторождения существенно затрудняла выделение продуктивных коллекторов в разрезе, оценку их параметров и построение геологических моделей газоносных объектов.

Поэтому запасы газа по этому месторождению неоднократно пересматривались, так как с начала разработки падение давлений в залежах не соответствовали отборам.

В 1999 году было выполнено уточнение геологического строения месторождения и представлены подсчитанные объёмным методом запасы, в размере около 50 млн. м³ по категориям C_1+C_2 [7]. Таким образом, величина начальных геологических запасов практически не изменилась. В то же время объёмы дренируемых запасов по мере разработки месторождения менялись существенно.

В 2004 году Ибрагимовым А.Г. и др. [10] была произведена очередная попытка переоценки геологических запасов. При этом авторы работы ориентировались, в основном, на результаты разработки. По их оценкам на Урге запасы категории C_1 составили 13696 млн. м³ (газа сырого).

В таблицах 3-5 представлены результаты вышеуказанных подсчётов.

Месторождения Урга введено в опытно-промышленную эксплуатацию 27 августа 1995 г. По проектам разработки и обустройства, выполненным институтом «УзбекНИПИнефтегаз» по приказу № 45 от 28.03.1995 г. Национальной корпорацией «Узбекнефтегаз».

В соответствии с вышеупомянутым приказом ввод месторождения в опытно-промышленную эксплуатацию должен быть осуществлён 5-ю разведочными скважинами (№№ 4, 6, 7, 8, 10).

По протоколу № 17-8-133 от 29.07.95 г. Технического совещания НК «Узбекнефтегаз» предусматривался ввод в эксплуатацию до 1 июля 1998 г. ещё 10 скважин, в том числе 3-х разведочных (скв. №№ 2, 9, 11) и 7-ми эксплуатационных (скв. №№ 20-26) с доведением суточной добычи газа до 4 млн. м³ и газового конденсата до 25-30 т.

По состоянию на 01.01.1997 г. (время составления «Проекта промышленной разработки месторождения Урга») в общем фонде числилось 18 скважин, в том числе 11 разведочных (№№ 1-11) и 7 эксплуатационных (№№ 20-26).



Таблица 3

Месторождение Урга. Подсчётные параметры и запасы газа и конденсата (категории С₁), данные ПТО «Узбекгеофизика»

Пачки пропластков	Площадь газоносности, тыс. м ³	Эффективная газонасыщенная толщина, м	Коэффициенты			Поправки, доли единиц		Пластовое движение, кг/см ²	Запасы газа, млн. м ³		Потенциальное содержание конденсата, г/м ³	Коэффициент извлечения	Запасы конденсата, тыс. т	
			Открытой пористости	Газонасыщенности	Пересчёта на сухой газ	На температуру	На отклонение от закона Бойля-Мариотта		Сырого	сухого			Геологические	Извлекаемые
J ₃ ¹	12109	1,7	0.23	0.79	0.9951	0.787	1.086	244	782	778	22,3	0,887	17	15
J ₃ ²	33119	9.7	0.22	0.84	0.9951	0.783	1.070	252	1243	1230	22.3	0.887	276	245
J ₃ ^{2a}	15623	3.6	0.17	0.78	0.9951	0.780	1.066	254	1577	1569	22.3	0.887	35	31
J ₃ ³	16726	4.0	0.18	0.74	0.9951	0.778	1.064	255	1895	1886	22.3	0.887	42	37
J ₃ ⁵	12763	6.9	0.18	0.75	0.9951	0.769	1.054	264	2537	2525	22.3	0.887	56	50
Район скв.11	5516	7.6	0.14	0.72	0.9951	0.769	1.054	264	904	900	22.3	0.887	20	18
J ₃ ⁶	55539	6.9	0.15	0.74	0.9951	0.765	1.046	269	807	8628	22.3	0.887	192	170
J ₃ ⁷	47100	8.3	0.15	0.73	0.9951	0.759	1.042	271	7505	7468	22.3	0.887	167	148
J ₃ ⁸	19446	4.0	0.15	0.83	0.9951	0.750	1.026	285	1281	1274	22.3	0.887	28	25
Итого									3758	3739			833	739

Таблица 4

Месторождение Урга. Подсчётные параметры и запасы газа и конденсата (категории С₁), данные ИГИРНИГМа, (2004 г.)

Пачки пропластков	Площадь газоносности, тыс. м ³	Эффективная газонасыщенная толщина, м	Коэффициенты			Поправки, доли единиц		Пластовое движение, кг/см ²	Запасы газа, млн. м ³		Потенциальное содержание конденсата, г/м ³	Коэффициент извлечения	Запасы конденсата, тыс. т	
			Открытой пористости	Газонасыщенности	Пересчёта на сухой газ	На температуру	На отклонение от закона Бойля-Мариотта		Сырого	сухого			Геологические	Извлекаемые
Ia	18437	7.6	0.14	0.602	0.9949	0.785	1.079	249.2	2509	2496	22.3	0.887	56	49
Iб	3375	4.5	0.14	0.602	0.9949	0.785	1.079	249.2	271	269	22.3	0.887	6	5
II	34375	8.1	0.15	0.584	0.9949	0.776	1.062	257.6	5191	5164	22.3	0.887	115	102
III	33812	11.1	0.138	0.603	0.9949	0.759	1.042	272.3	6726	6692	22.3	0.887	149	132
Итого									1409	14621			326	289

**Месторождение Урга. Подсчётные параметры и запасы газа и конденсата (категории С₁), уточнённые
ОАО «УзЛТИнефтегаз» (1999 г.)**

Пачки пропластков	Площадь газоносности, тыс. м ³	Эффективная газонасыщенная толщина, м	Коэффициенты			Поправки, доли единиц		Пластовое движение, кг/см ²	Запасы газа, млн. м ³		Потенциальное содержание конденсата, г/м ³	Коэффициент извлечения	Запасы конденсата, тыс. т	
			Открытой пористости	Газонасыщенности	Пересчёта на сухой газ	На температуру	На отклонение от закона Бойля-Мариотта		Сырого	сухого			Геологические	Извлекаемые
Ј ₃ ¹	7981	2.2	0.228	0.82	0.9951	0.787	1.086	244	682	679	22.3	0.887	15	13
Ј ₃ ²	25209	7.8	0.227	0.85	0.9951	0.783	1.070	252	7980	7940	22.3	0.887	178	158
Ј ₃ ^{2a}	17419		0.182	0.77	0.9951	0.780	1.066	254	1772	1762	22.3	0.887	40	35
Район скв. 37	1362	1.4	0.205	0.80	0.9951	0.780	1.066	254	66	65	22.3	0.887		
Район скв. 39	550	1.4	0.165	0.70	0.9951	0.780	1.066	254	19	18	22.3	0.887		
Район скв. 27.32	1481	5.4	0.185	0.78	0.9951	0.780	1.066	254	243	242	22.3	0.887		
Район скв. 1.5.11	14026	3.6	0.172	0.79	0.9951	0.780	1.066	254	1444	1437	22.3	0.887		
Ј ₃ ³	17324	6.2	0.177	0.74	0.9951	0.778	1.064	255	2959	2945	22.3	0.887	66	58
Ј ₃ ⁵	37659	5.0	0.187	0.75	0.9951	0.769	1.054	264	5931	5603	22.3	0.887	126	112
Ј ₃ ⁶	43632	6.7	0.157	0.74	0.9951	0.765	1.046	269	7285	7249	22.3	0.887	162	144
Ј ₃ ⁷	35006	10.4	0.184	0.78	0.9951	0.759	1.042	271	11159	11104	22.3	0.887	249	221
Ј ₃ ⁸	12067	4.2	0.143	0.77	0.9951	0.750	1.026	285	1220	1214	22.3	0.887	27	24
Итого									38688	38496			863	765



В соответствии с приказом №7 от 13.01.97 г. Национальной корпорации «Узбекнефтегаз» годовые уровни добычи газа из месторождения Урга для проектирования его разработки были определены в количествах: 1.5 млрд. м³ в 1997 г. и 2.0 млрд. м³ в 1998-2000 гг., с максимальным суточным отбором в зимнее время 9.0 млн. м³ в 1998 г.

С целью определения технико-экономической эффективности разработки продуктивных пластов и пачек авторами проекта промышленной разработки месторождения были рассмотрены два основных и один дополнительный вариант (с учётом увеличения добычи газа в зимний период).

Был принят вариант с годовыми отборами газа – 1.5 млрд. м³ (в 1997 г.) и 2.0 млрд. м³ (с 1998 г.). Отбор газа в период постоянной добычи – 50% от утверждённых суммарных запасов месторождения. Способ эксплуатации скважин – одновременно-раздельный, учитывая, что пласт J₃² разрабатывается самостоятельно сеткой скважин. Продуктивная пачка J₃⁵ разрабатывается скважинами, среди которых имеются как «одиночные», эксплуатируемые без совмещения с другими пластами и пачками, так и «совмещённые» (J₃⁵ + J₃³ + J₃⁵ + J₃¹) варианты. Продуктивные пласты и пачки J₃⁸, J₃⁶, J₃⁷, J₃³, J₃^{2a} разрабатываются «совмещёнными» скважинами (J₃⁸ + J₃⁶ + J₃⁷ + J₃⁶ + J₃³ + J₃^{2a}). Принимается постоянное количество скважин на весь период разработки в пластах и пачках J₃⁸, J₃⁵, J₃³, J₃¹, J₃^{2a} с суммарными запасами, составляющими 24% от общих запасов. Указанные пласты и пачки совмещаются следующим образом - J₃⁸ + J₃⁸ + J₃⁶ + J₃⁵ + J₃³ + J₃³ + J₃^{2a}, J₃⁵ + J₃¹.

Характерной особенностью рассмотренных вариантов являются низкие коэффициенты газо- и конденсатоотдачи за весь промышленный срок разработки месторождения, обусловленные снижением рабочих давлений на устье скважин ниже допустимых пределов (5 кг/см²), когда компремирование добываемого газа становится экономически неоправданным. Газоотдача по всем вариантам составила 68.2% от балансовых запасов.

Единственный и вполне естественный, по мнению авторов проекта промышленной разработки месторождения [11], причиной получения низких величин коэффициентов газо- и конденсатоотдачи являются низкие ФЕС терригенных пород продуктивных пластов и пачек.

По первому варианту за период постоянного отбора суммарная добыча газа составит 18.17 млрд. м³ или 48.6% от начальной величины запасов месторождения.

За весь промышленный срок разработки (2010 г.) будет отобрано 25.5 млрд. м³ газа, что составляет 68.2% от начальных запасов месторождения.

Вместе с газом будет извлечено 530.67 тыс. т конденсата или 63.7% от балансовых запасов в целом по месторождению.

Из всех продуктивных горизонтов (J₃¹, J₃², J₃^{2a}, J₃³, J₃⁵, J₃⁶, J₃⁷, J₃⁸) по которым были утверждены и подсчитаны запасы газа и конденсата в разработке находятся 6 (J₃², J₃^{2a}, J₃³, J₃⁵, J₃⁶, J₃⁷).

Горизонт J₃¹ эксплуатировался одной скважиной № 6 в период с 28.08.95 г. по 31.03.98 г. Суммарный отбор газа составил 14.193 млн. м³. После обводнения скважины эксплуатация горизонта была прекращена.

Горизонт J₃² самостоятельно эксплуатировался скважинами №№ 7-10, 20, 21, 28, 30, 43, 45 и совместно с другими горизонтами скважинами №№ 4, 25, 27, 61. Утверждённые запасы сухого газа 12369 млн. м³. В эксплуатацию введён в 1995 г. Суммарная добыча (на 01.01.2010 г.) 4434.194 млн. м³.

Горизонт J₃^{2a} отдельной сеткой скважин не эксплуатировался, находится в разработке совместно с другими горизонтами скважинами 11, 27, 49, 51. Утверждённые запасы сухого газа 1562 млн. м³. В эксплуатацию введён в 1996 г. суммарная добыча (на 01.01.2010 г.) 164.321 млн. м³.

Горизонт J₃³ эксплуатируется отдельно в скважинах 9, 30, 31, 37, 39, совместно с другими горизонтами в скважинах 4, 6, 25, 27, 32, 36, 46, 61. Утверждённые запасы сухого газа 1886 млн. м³. В эксплуатацию введён в 1995 г. суммарная добыча (на 01.01.2010 г.) 1174.492 млн. м³.

Горизонт J₃⁵ отдельно эксплуатировался в скважине 45 (в период с 21.10.99 г. по



08.05.01 г., суммарный отбор по этому горизонту составил 66715 тыс. м³). Совместно эксплуатируется в скважинах 6, 9, 11, 22, 23, 25, 30, 32. Утвержденные запасы сухого газа 3425 млн. м³. В эксплуатацию введен в 1996 г. суммарная добыча (на 01.01.2010 г.) 768.916 млн. м³.

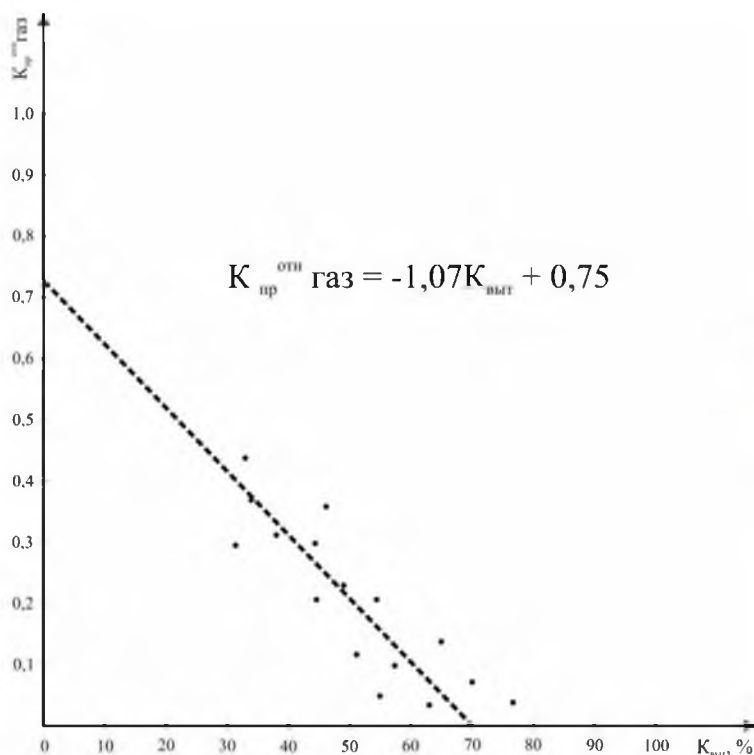
Горизонт J₃⁶ отдельно эксплуатировался и эксплуатируется в скважинах 4,36 (до декабря 2002 г.), 47-49 (до февраля 2003 г.), 51 (до сентября 2003 г.), 63; совместно с другими горизонтами в скважинах 9, 11, 22, 23, 27, 30, 36, 37, 46, 49, 51. Утвержденные запасы сухого газа 8628 млн. м³. В эксплуатацию введен в 1996 г. суммарная добыча (на 01.01.2010 г.) 3254.234 млн. м³.

Горизонт J₃⁷ отдельно эксплуатировался и эксплуатируется в скважинах 43 (до августа 2000 г.), 50 (до декабря 2003 г.), 71, 74; совместно с другими горизонтами в скважинах 23, 37. Утвержденные запасы сухого газа 7468 млн. м³. В эксплуатацию введен в 1997 г. суммарная добыча (на 01.01.2010 г.) 369.229 млн. м³.

Горизонт J₃⁸ опробован в скважине 23 совместно с другими горизонтами, в этой скважине горизонт обводнился. После проведения изоляционных работ в дальнейшем в разработку не вводился. Утвержденные запасы составили 1274 млн. м³. Добычи нет.

Фактическая схема совместной эксплуатации в скважинах нескольких горизонтов, применяемая на месторождении Урга, не позволяет уверенно оценить суммарный отбор по каждому горизонту. Поэтому распределение газа по горизонтам по каждой скважине производится пропорционально утвержденным запасам этих горизонтов, что создает определенную условность суммарных объемов.

В работе [8] было показано, что совместная эксплуатация горизонтов с различными ФЕС на месторождении Урга привела к тому, что в работу были включены только те пласты и прослои, ФЕС которых наиболее высоки, а пласты и прослои с ухудшенными ФЕС практически в работе не участвовали. Однако анализ результатов разработки с этой точки зрения также не обеспечивал должного объяснения такого расхождения в запасах, подсчитанных объемным методом и МПД.



Авторы обратились к результатам определения коэффициента вытеснения газа на образцах керна, выполненных в опытно-методической партии (подсчета запасов) ОАО «Узбекгеофизика» в 1990-1994 гг. в рамках опытно-методических работ (рис.).

Исходя из того, что $K_{\text{выт}} = (K_r - K_{r0})/K_r$, (1.2) для этих коллекторов K_{r0} при $K_{r \text{ ср}} = 0,8$ составляет 0,24, коэффициент извлечения $K_{\text{извл}} = 0,7$.

Рис. Зависимость $K_{\text{пр}}^{\text{отн газ}}$ от $K_{\text{выт}}$

В целом, сопоставление результатов анализа разработки и достижения конечной величины газоотдачи продуктивных пластов по месторождениям России, Азербайджана и Узбекистана, приуроченным к терригенным коллекторам показало следующее.

1. Несмотря на то, что терригенные коллекторы разновозрастные, их объединяют сходные условия осадконакопления и близкие ФЕС.
2. Полученные коэффициенты газоотдачи близки к известным [3, 12-14], что позволяет их рассматривать в качестве универсальных.

Список литературы

1. Берман Л.И., Омесь С.П., Романовская Н.С. Некоторые особенности коллекторов газоконденсатного месторождения Медвежье // Геология и разведка газовых и газоконденсатных месторождений. – М.: ВНИИЭ Газпром, 1975 г. – вып.6. – С.172-176.
2. Омесь С.П., Романовская Н.С. О характере газоотдающих пластов на месторождении Медвежье // Геология и разведка газовых и газоконденсатных месторождений. – М.: ВНИИЭ Газпром, 1976. – вып.6. – С. 166-169.
3. Нефтегазопромысловая геология. Иванова М.М. и др. – М.: Недра, 2001г. – С. 87-89.
4. Султанов И.А. Газоотдача – один из основных показателей эффективности разработки месторождений // Журнал «Нефтяное хозяйство». – 2001. – №1. – С. 32-34.
5. Шилов Ю.С. К вопросу учета сорбированного и окклюдированного газа в запасах залежей // Геология, бурение, разработка и эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений. – М.: ВНИИЭ Газпром, 1996г. – вып.3. – С. 172-176.
6. Пак С.А. Подсчет запасов газа и конденсата месторождения Урга в РУз за 1994-95гг. – Ташкент: «УзЛИТИнефтегаз», 1995г. – 246 с.
7. Бережнов В.Т. Анализ геолого-геофизических материалов для уточнения геологической модели месторождения Урга с проведением исследовательских работ в эксплуатационных скважинах в целях внесения корректив в проект разработки // Отчет по НИР «УзЛИТИнефтегаз», Ташкент, 1999 г. – С. 139-148.
8. Халисматов И.Х., Бурлуцкая И.П. Анализ интенсификации отбора газа из обводненных пластов месторождения Урга // Отчет по НИР «Узнефтегаздобыча», Ташкент, 2000г. – С. 219-226.
9. Голубев И.А. Подсчет запасов УВ месторождения Сургиль- Сев.Арал // Отчет ОМП ОАО «Узбекгеофизика», Ташкент, 2007 г. – С. 93-95.
10. Ибрагимов А.Г. Уточнение геологической модели и переоценка запасов газа и конденсата месторождения Урга // Отчет по НИР «Узнефтегаздобыча», Ташкент, 2004. – С. 67-69.
11. Югай Д.Р. Проект разработки месторождения Урга // Отчет по НИР «УзЛИТИнефтегаз», Ташкент, 1997 г. – С. 310-318.
12. Официальный сайт журнала Нефтегаз: Website: www:hhc.co.uk.
13. Официальный сайт компании Лукойл: Website: www:press.lukoil.ru.
14. Лернер У., Митчелл Д. и др. К вопросу газоотдачи газоносных терригенных коллекторов пенсильвания Пермской провинции // Журнал Oil and Gas Maqasin, 2002. – №3. – С.81-95.

THE APPRAISAL OF THE FINAL GAS-RETURN OF THE TERRIGENOUS COLLECTORS ON THE DEPOSITS OF RUSSIA, AZERBAIJAN, UZBEKISTAN

I.P. Burlutskaya
V.A. Grichanikov
A.V. Ovchinnikov

*Belgorod State Nftional Research
University, Pobedy St., 85,
Belgorod, 308015, Russia*

E-mail: burlutskaya@bsu.edu.ru

In the article the reasons of an incomplete gas extraction from the deposits of the West Siberia, Azerbaijan, Uzbekistan in the time of the co-exploitation of the objects with different filter-capacity qualities (FCQ) are examined. A considerable influence of the low filter-capacity qualities (FCQ) of the terrigenous rocks of the productive strata and bundles on the size of the gas- and condensate return coefficients is noted. The results of the analysis of the working exploitation and the achievement of the final size of the gas-return of the productive strata on the deposits of Russia, Azerbaijan, Uzbekistan confined to terrigenous collectors are compared.

Key words: the final gas-return, terrigenous collectors, the method of pressure drop, filter-capacity qualities, the appraisal of the extracting volumes of gas and gas condensate.